

《応募論文(2016年度)》

ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大に伴う
需給調整の展開と課題

大 江 徹 男*

Development and issues for balancing of supply and demand
in Germany under the increase of installation
of renewable energy resources.

OE, Tetsuo

1. 本論の目的

再生可能エネルギー導入に積極的なドイツでは、再生可能エネルギーが電力供給の中核を担うまでに拡大しているが、導入拡大に従い、需給調整という問題が注目されている。変動性の高い太陽光発電や風力発電による発電量の急増で、需給調整が重要な問題として提起されている。日本国内の再生可能エネルギーの比率はきわめてわずかであるが、今後その比率が上昇することが予想されるだけに、ドイツが直面している課題とその課題に対する取り組みから学ぶことは多い。

本稿では、再生可能エネルギーの導入増大に伴う需給調整の現状について検討する。具体的には、送電系統運用業者であるTSO (Transmission System Operator)¹による需給調整の負担増加問題である。ドイツでは、通常計画値と実績値がかい離する場合 (インバランス)、精算は発電事業者や小売事業者により構成されているインバランスグループが担当している。balancing group毎に、先物・先渡し、相対、前日市場の結果を含めた前日計画を策定する。当日市場が終了 (ゲートクローズ) するまで、卸電力取引所に設けられている当日市場を活用し、必要に応じて前日計画を修正する。balancing責任者が供給側と需要側の両方を保有する場合は、供給側と需要側の差分を相殺することができる。

balancing groupが計画値を提出して、仮に計画値と実績値の間にかい離が生じ、かつbalancing groupが自らのグループ内で需給調整できない場合、TSOが需給調整市場で調整力を調達して最終的な需給調整を行う。TSOは、需給調整のために利用した電力の費用についてはbalancing

*農学部教授

1 ドイツでは、発送電分離後、送電系統運用業者は、4企業 (Tennet, 50Hertz, Amprion, Transnet BW) に集約されている。

グループにインバランス料金を課して回収する。

変動の極端な事例がいわゆるダックカーブである。再生可能エネルギー、特に太陽光発電の導入量が増加すると、電力消費のピークがこれまでの午後の時間帯から朝または夕刻にシフトする。つまり、太陽光発電等の再生可能エネルギーの導入拡大で昼間の需要のかなりの部分が再生可能エネルギーで賄われることで、残余需要が大きく減少する一方で、夕刻になると太陽光発電の発電量が急減するため、短時間で火力電源の大幅な出力増加が必要となる。

このような状況下で、TSOによる調整力発動による需給調整の頻度が増加しているとの指摘がある²。つまり、再生可能エネルギー導入の急激な増加によって需給調整市場におけるTSOの調整力の利用が増え、負担が増加している点が問題視されている。

また、再生可能エネルギー、特に供給量の変動が大きい太陽光発電と風力発電の導入拡大によって、需給を安定させるために近隣諸国への電力輸出が増加していると指摘されている。つまり、変動性の高い再生可能エネルギーの供給量が増加したために、想定外の大量の電力量が輸出され、近隣諸国の需給調整あるいは系統管理に重大な影響を与えているという指摘である³。また、北ドイツの風力発電の電力が、送電線不足のために南ドイツの需要地に運べず、連系線が接続しているポーランド等の近隣諸国の送電線に溢れ出る形で流れてしまういわゆるループフローを引き起こすとの指摘もある。

このような仮説に対して、竹濱（2013）は50Hertz社の2012年の輸出依存度を分析し、風力発電の70%、太陽光発電の88%、風力発電と太陽光発電の合計75%が国内需要向けであり、輸出は風力発電と太陽光発電の合計で25%にすぎず、輸出への依存は低いと結論付けている⁴。ただし、データの制約等から輸出の内訳が不明であるため、輸出電力量のうちどの程度がTSOによる需給調整によるものなのか、特定することはできない。

このような論点の検討に必要なことは、まずドイツ国内の需給調整市場の現状分析である。本論では再生可能エネルギー導入が急激に拡大しているドイツを対象に、再生可能エネルギー導入の拡大が電力需給に与える影響について、ドイツ国内の需給調整市場の利用状況を分析する。

そこで、本論では需給調整市場の規模が再生可能エネルギー導入拡大によってどのように変化しているのか、需給調整市場は再生可能エネルギー導入拡大に対応できているのか、等の課題について分析を行うことを目的とする。仮に、再生可能エネルギー導入が拡大しても需給調整上大きな問題が発生しないことが明らかになれば、通常は系統運用上において再生可能エネルギーの導入拡大に起因する問題は生じていないことになる。

ただし、需給調整には想定外の需給の変動が発生することを考える必要がある。この場合、緊急時と通常時を峻別し、別途分析、検討する必要がある。本論では、通常時の対応について検討するた

2 古澤健・岡田健司（2015）、12 ページ。または、伊勢公人（2015）、70 ページ。

3 石光真（2016）、14 ページ。

4 竹濱朝美（2013）、62 ページ。

め、TSOの想定外の事態への対応については別稿に譲る。

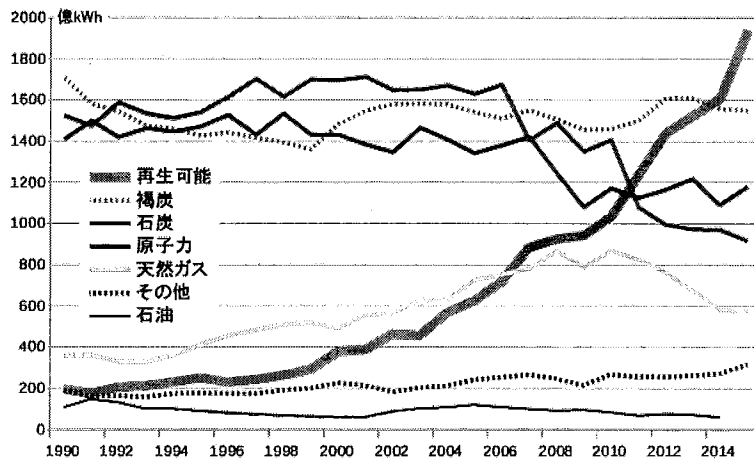
2. ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大と系統管理

(1) 急拡大するドイツの再生可能エネルギー

近年の動向の特徴は、原子力の低下と再生可能エネルギーの増加である。再生可能エネルギーについては、再生可能エネルギー法の施行とともに、2000年に入ると急激に増加し、直近のデータによると、ドイツの総発電量に占める再生可能エネルギーの比率が30%に達したという。2015年12月21日、エネルギー関連の業界団体であるドイツ連邦水道エネルギー連合会（BDEW）は、燃料別発電量を公開した。これによると、総発電量6471億キロワット時（推計値）に占める再生可能エネルギーの発電量は1941億キロワット時で、総発電量に占める再生可能エネルギーの比率は、2014年の25.9%から4.1ポイント増加し、過去最高を記録したという⁵。

再生可能エネルギーの普及拡大に貢献しているのが再生可能エネルギー法である。同法は、1991年の電力供給法を引き継いで2000年に制定され、2004年及び2008年、2012年、2014年に改正された。

図1 ドイツの燃料別発電量の推移



原資料：ドイツ連邦経済エネルギー省及びドイツ連邦水道エネルギー連合会

資料：スマートジャパンのHP (http://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1512/28/news017_2.html)

このような再生可能エネルギーの導入拡大に直接貢献したのが、再生可能エネルギー法によって導入された固定価格買取制度（FIT）である。固定価格買取制度は、TSOに対し、再生可能エネルギー

5 スマートジャパン <http://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1512/28/news017.html>。

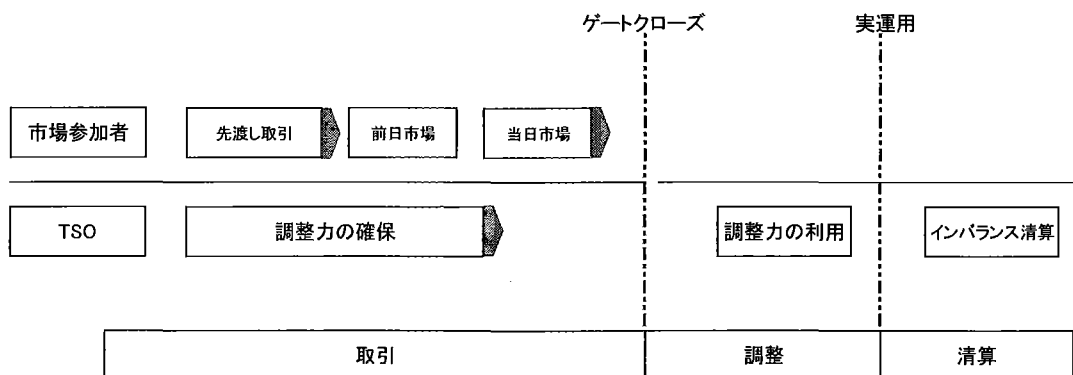
による発電施設を優先的に送配電網に連系し（優先接続⁶）、その電力を十分に利益が保証される水準の固定価格で買い取って（買い取り義務）、優先的に送電及び配電すること（優先給電）を義務付けるものである。

固定価格買取制度の前提条件となるのが、優先接続、優先給電である。そのために、ドイツの再生可能エネルギー法で、送配電網の増強義務をTSOに課している。その費用は、電力料金で回収することになる（総括原価方式）。ドイツの送配電会社は、日本の電力会社のように系統の空き容量がないことを理由に、再生可能エネルギーの受け入れを拒否することが禁じられている。

また、再生可能エネルギー法では具体的な導入目標を設定されている。2012年法において、電力消費総量に占める再生可能エネルギーの利用割合を、2020年までに35%以上、2030年までに50%以上、2050年までに80%以上までと定められている⁷。

（2）需給調整の仕組み

図2 需給調整の仕組み



資料：Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014)、An Electricity Market for Germany's Energy Transition, p9.から筆者作成

1) 電力市場の構造

ドイツにおける電力の需給調整は幾つもの層から構成されている（図2）。まず先物と現物取引が

6 日本の場合、この優先接続の原則が貫徹されているわけではない。①再生可能エネルギーの優先給電が明示的に規定されていない、②出力抑制による逸失電力量が発電事業者に補償されない、③発電事業者にとって無制限の出力抑制のリスクがある、という日本型 FIT の3つの特徴は、EU の RES 指令の理念と比較すると完全に真逆であり、再生可能エネルギーの大量導入を促進する上での大きな障害となっていると言える。諸富徹編『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社、82 ページ。

7 2014 年の改正で新たに新規発電設備の導入に関して、「目標回廊」が設定された。買い取り価格の削減率を操作することで、年間の新規発電設備を目標回廊に誘導することが目的である。ちなみに、陸上風力の年間導入目標が 2,500MW で、目標回廊は 2,400 ～ 2,600MW に設定されている。諸富編 (2015)、13 ページ参照。

あり、現物には前日市場と当日市場がある⁸。前日及び当日市場には、European Power Exchange (EPEX)、先物と先渡しを運営する市場にはEuropean Energy Exchange (EEX)がある。

前日市場であるEPEXの取引は12時に終了し、12時40分には取引結果が公表される⁹。前日市場の取引終了が実運用の前日であるため、その後に当初の想定とは異なる状況が発生し、需給に大きな影響を与えることが考えられる。したがって、バランシンググループは、インバランスを回避するために当日市場において需給調整を実施しなければならない。当日市場では、実運用日の前日の16時から15分幅の取引が開始され、実運用の30分前まで開かれる¹⁰。

2) 需給調整の仕組み

このように前日市場後に確定した需給計画と需要予測誤差等による偏差は、当日市場を活用して調整される。実運用の30分前に当日市場は終了するが、バランシンググループは、当日市場を活用してゲートクローズまでの間に需給調整を実施する。

2006年まで、ドイツの需給調整は、各TSOが行っていたが、再生可能エネルギー電源の普及が進むと、各TSOが独自に需給の調整能力を確保することはコストの面から望ましくないと認識されるようになった。そこで、ドイツ全体で需給調整能力を確保するためにドイツ需給調整市場 (regelleistung.net) が創設された。その後、このドイツ需給調整市場で確保した需給調整能力をメリットオーダーで運用するGrid Control Cooperationが設立された。詳細については後述する。

なお、バランシンググループが完全に調整することができない場合、インバランスが発生することになる。その場合、TSOが需給調整市場で最終的に調整することになる。その発生費用は発生に責任があるバランシンググループが負担する。

3) TSOによる需給調整

ドイツのTSOが最終的な需給調整に用いる調整力は、応答時間の違いから、プライマリ調整力、セカンダリ調整力、ミニット調整力に分けられる。これらの3つの調整力それぞれの技術要件をクリアした事業者のみが需給調整市場の入札に参加することができる¹¹。需給調整に用いられるのは、主にセカンダリとミニット調整力で、セカンダリ調整力だけでは対応できない場合、ミニット調整力が発動される。2007年12月1日以降、インターネットプラットフォームであるregelleistung.netで入札に関する情報が開示されている¹²。

プライマリ調整力については、TSOからの指令ではなく、各発電機が自動的に周波数偏差を検出し

8 Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014), An Electricity Market for Germany's Energy Transition, p9.

9 古澤健・岡田健司・後藤美香 (2014)、10 ページ。

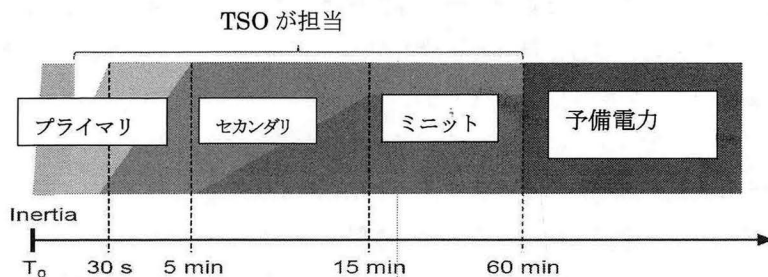
10 EPEX のニュースリリース、2015 年7月16日付。

11 各調整力の入札参加資格要件については、TransmissionCode 2007 (<https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>) を参照。

12 <https://www.regelleistung.net/> を参照。

で発動する、いわゆるガバナフリー運転に近い特性を有している。セカンダリ調整力は運転予備力¹³に近い運用で活用されており、電力の需給調整と周波数コントロールが目的である¹⁴。ミニット調整力はセカンダリ調整力とは異なり、待機予備力に近い運用となる(図3)。セカンダリ調整力は周波数偏差が生じると、必要な調整力は5分以内にメリットオーダーで発動される。ミニット調整力は、電源の計画外の停止や再生可能エネルギー電源の予測出力が大幅に外れたときなどに使われる¹⁵。ミニット調整力は、15分以内での起動が求められる。また、供給力が極端に減少し、調整力では対応できない場合には、需給調整のためだけに発電する予備電力を稼働させる。

図3 需給調整力の種類



資料: Elia Grid International (2016)

ドイツでは各調整力は以下のスケジュールで確保される¹⁶。

- ① プライマリ調整力は、実運用の前週の火曜日までに、一週間分確保される。
- ② セカンダリ調整力は、実運用の前週の水曜日までに、一週間分確保される。
- ③ ミニット調整力は、実運用前日の10時までに確保される。

以上のように、プライマリ調整力とセカンダリ調整力は実運用の前週に調達終了し、ミニット調整力も実運用の前日には入札で確保される。セカンダリとミニット調整力は、過去の需給を考慮して、3か月毎（四半期）に見直され、その期間内はセカンダリ調整力は週ごとに、ミニット調整力は毎日、それぞれ定められた容量が需給調整市場において確保される¹⁷。

TSOはゲートクローズから実運用までの間に各調整力のうち“どの程度”、“どこの”調整力を利用す

13 電力自由化の下で、電力系統の信頼性・安定性を確保するための系統運用・制御に関するサービスをアンシラリーサービスと呼ぶ。アンシラリーサービスは、大きく瞬動予備力、運転予備力、待機予備力に分類される。瞬動予備力は、電源脱落時の中は数低下に対して即時に応答を開始し（10秒以内）、少なくとも運転予備力が発動されるまで継続して自動発電可能な供給力である。運転予備力は、短時間内（10分程度以内）で起動し、待機予備力が起動するまで継続して発電できる供給力で、待機予備力は起動から前負荷を取るまでに数時間程度を要する供給力である。

14 セカンダリ調整については <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl> を参照。

15 ミニット調整については、<https://www.regelleistung.net/ext/static/mrl> を参照。

16 プライマリ、セカンダリ、ミニット調整力の入札情報は、<https://www.regelleistung.net/ext/> を参照。

17 古澤健・岡田健司・後藤美香（2014）、9ページ。

るか、判断する。実運用時間が近づくにつれ、再生可能エネルギー等の予測の精度が高まるので、より正確に利用計画を策定することができる。実運用開始後も、想定外の変化に対して各種調整力を活用して対応することになる。ただし、調整力はすでに前日時点で確定しているので、ゲートクローズ以降TSOが調整に利用できる調整力には限界がある。したがって、想定以上の変動が発生した場合には、調整力以外の対応策が求められる。

以上のように、バランシンググループによる当日市場を活用した需給調整、TSOによる需給市場を活用した需給調整、と2段階で対応することになる。それでは、需給調整市場の現状について確認しておこう。

(3) 系統管理の現状と課題

1) 需給調整

最初にTSOの系統管理に関するコストを確認する(表1)。全体としては、TSOが負担する総コストはほぼ横ばいあるいは微減状態である¹⁸。ただし、内訳を見るとかなり異なった傾向が混在している。需給調整のために使用するプライマリ、セカンダリ、ミニットの各調整力の費用の合計額は、2009年の8億2,500万ユーロから2014年には4億3,700万ユーロに減少している(47%減)。

減少が著しいのがセカンダリ調整力で、2010年の5億500万ユーロから2014年には2億2,800万ユーロまで減少した(55%減)。ミニット調整力も2009年に一旦2億6,600万kWhにまで増加した後に、2010年に8,500万kWhまで急激に縮小した。2014年には1億600万ユーロである。なお、プライマリ調整力はほぼ横ばい状態である。

表1 TSOの系統管理コスト

単位: 百万ユーロ

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1. プライマリ	86	118	134	107	112	82	85	103
2. セカンダリ	376	475	425	505	372	267	353	228
3. ミニット	316	217	266	85	104	67	156	106
小計	778	810	825	697	588	416	594	437
4. 再給電	30	45	25	13	42	165	113	185
5. その他	495	465	510	370	439	475	424	415
合計	1,303	1,320	1,360	1,080	1,069	1,056	1,131	1,037

資料: Monitoring report 各年度版より筆者作成

電力需給を調整するプライマリ、セカンダリ、ミニット調整力のコストが減少しているのとは対照

18 Bundesnetzagentur (2016) „Monitoring report 2015,p118.

的に、コストが急増しているのが再給電（redispatching）である。特に2012年以降の増加は著しく、2014年には1億8,500万ユーロにまで増加している。再給電は、需給調整よりも系統混雑の解消に活用される。つまり、再給電の増加の背景には、再生可能エネルギー導入拡大に起因する系統管理の混雑問題があり、そのために再給電量が増加しているのである。この点に関しては、別稿に譲る。

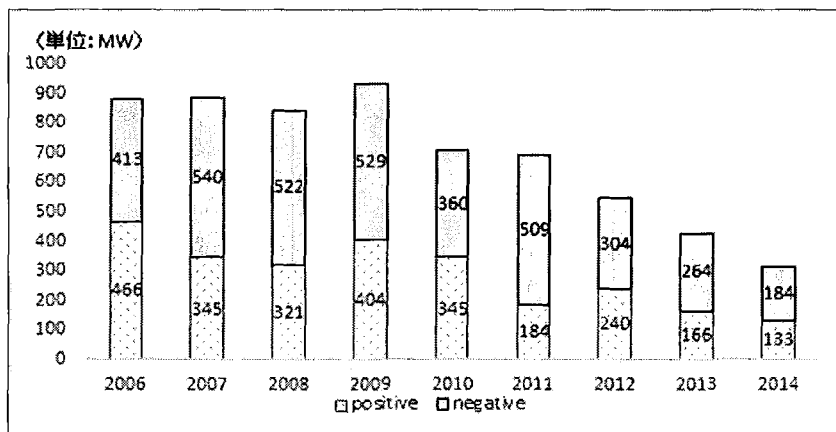
以上より、少なくとも需給調整力については、再生可能エネルギー導入が急拡大しているにもかかわらず、その取引規模は大きく減少している。それでは、次にセカンダリ調整力とミニット調整力について詳しく分析を行う。

2) セカンダリ調整力

需給調整市場には、上げ代（positive）と下げ代（negative）がある。何らかの事故等で発電所が止まり、想定外の供給力の停止状態が発生した時、需給調整市場で入札にかけて確保（契約）しておいた待機あるいは部分運転中の発電設備から電力を調達する（上げ代）。逆に、再生可能エネルギーの発電量が想定以上に増加して、供給過剰になる場合、余った電力を購入する、あるいは稼働中の発電量を削減することで需給を調整する（下げ代）。

それでは、需給調整に必要な調整力は確保されているのであろうか。図4は、入札で確保されたセカンダリ調整力のうち、実際に利用された容量の各年の平均値を示している。実際の平均利用容量を見ると、2009年のpositiveで404MW、negativeで529MWであったが、2014年の平均利用容量はpositiveが133MW、negativeが184MWと、両方ともに減少傾向である。

図4 セカンダリ調整力の平均利用容量の推移



資料：Monitoring report 2008,2009,2014より筆者作成

問題は、TSOが確保した需給調整力全体のうち、実際の需給調整にどの程度利用されているか、という点にある。表2には、入札で確保されたセカンダリ調整力の最大及び最小容量に対する平均利用容量の比率を示している。2014年時点の比率は、positiveで最大容量の5.3%、最小容量の6.7%と極めて小さい。2009年の12.6%、16.2%と比較すると明らかに減少傾向にある。negativeも同様で、2014年の数値はそれぞれ7.4%と9.7%、2009年の23.1%と25.7%、と明らかに減少傾向にある。とりわけnegativeの減少が著しい。

表2 セカンダリ調整力の入札容量と利用容量の推移

(単位:MW、%)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
positive						
最大容量①	3,212	3,206	2,231	2,109	2,473	2,500
最小容量②	2,493	2,209	2,073	2,081	2,073	1,992
平均利用容量③	404	345	184	240	166	133
平均利用率(対最大容量比)-③/①	12.6	10.8	8.2	11.4	6.7	5.3
平均利用率(対最小容量比)-③/②	16.2	15.6	8.9	11.5	8.0	6.7
negative						
最大容量④	2,290	3,121	2,228	2,149	2,418	2,500
最小容量⑤	2,059	1,918	2,044	2,114	2,018	1,906
平均利用容量⑥	529	360	509	304	264	184
平均利用率(対最大容量比)-⑥/④	23.1	11.5	22.8	14.1	10.9	7.4
平均利用率(対最小容量比)-⑥/⑤	25.7	18.8	24.9	14.4	13.1	9.7

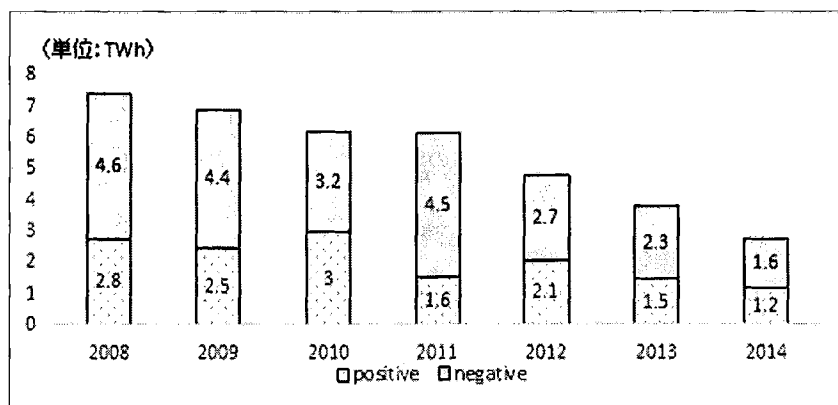
資料: Monitoring report 各年度版より筆者作成

以上より、セカンダリ調整力に関しては、通常の状態では入札で確保された調整力のほとんどが利用されていないことは明らかである。むしろ、年々再生可能エネルギーの導入量拡大と反比例する形で調整力に余裕が生まれている¹⁹。

実際に調整力として活用された電力量を見ても同じような傾向が見られる(図5)。全体的に減少傾向は明らかで、2008年にはpositiveが2.8TWh、negativeが4.6TWhであったが、2014年にはpositiveが1.2TWh、negativeが1.6TWhに激減している。negativeは2011年を除けば一貫して減少傾向を示している点も同じである。

19 Bundesnetzagentur (2016) „Monitoring report 2015,p123.

図5 セカンダリ調整力の利用電力量の推移

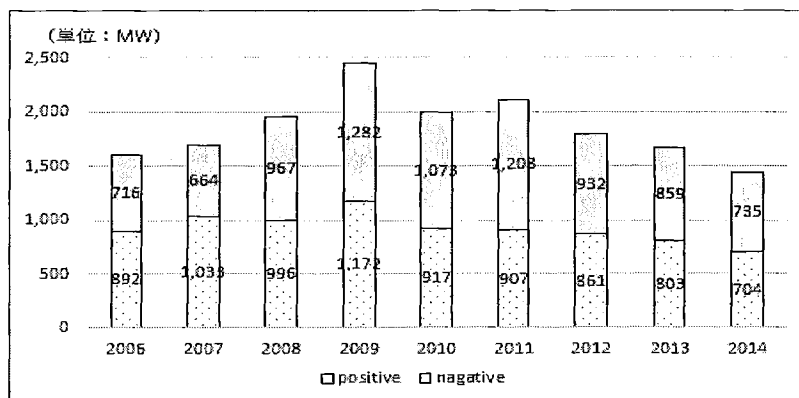


資料: monitoring report 各年度版より筆者作成

3) ミニット調整力

ミニット調整力についてもセカンダリ調整力と同じような傾向を確認することができる(図6)。ミニット調整力の平均利用容量もセカンダリ調整力と同じように確実に減少している。2009年のpositive1,172MW、negative1,282MWから2014年にはpositive704MW、negative735MWにまで減少している。

図6 ミニット調整力の平均利用容量の推移



資料: monitoring report 各年度版より筆者作成

また、表3は、入札で確保されたミニット調整力容量の最大値と最小値に対する平均利用容量の比率を示しているが、セカンダリ調整力と同じ傾向を確認することができる。

表3 ミニット調整力の入札容量と利用容量の推移

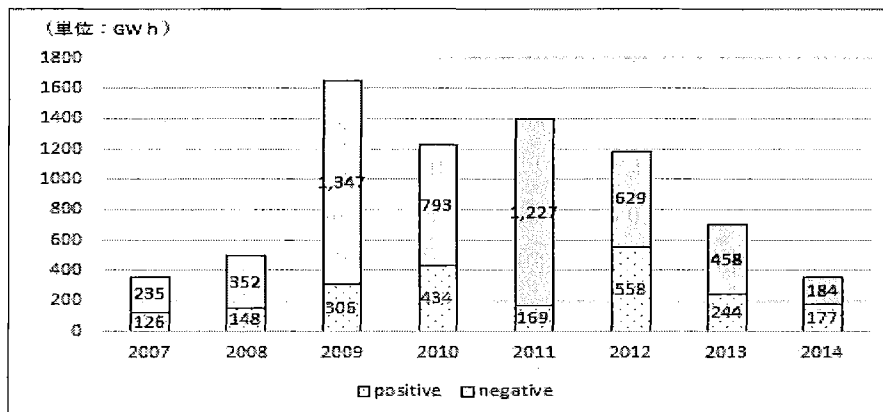
	(単位:MW、%)					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
positive						
最大容量①	3,508	2,815	2,469	2,426	2,947	2,947
最小容量②	2,285	2,244	1,812	1,552	2,406	2,083
平均利用容量③	1,172	917	907	861	803	704
平均利用率(対最大容量比)-③/①	33.4	32.6	36.7	35.5	27.2	23.9
平均利用率(対最小容量比)-③/②	51.3	40.9	50.1	55.5	33.4	33.8
negative						
最大容量④	3,238	2,903	2,642	2,491	3,220	3,220
最小容量⑤	2,073	2,118	2,118	2,158	2,413	2,184
平均利用容量⑥	1,282	1,073	1,208	932	859	735
平均利用率(対最大容量比)-⑥/④	39.6	37.0	45.7	37.4	26.7	22.8
平均利用率(対最小容量比)-⑥/⑤	61.8	50.7	57.0	43.2	35.6	33.7

資料: monitoring report 各年度版より筆者作成

2014年時点の比率は、positiveで最大容量の23.9%、最小容量の33.8%と小さい。また、2009年の33.4%、51.3%と比較すると明らかに減少傾向にある。negativeも同様で、2014年の数値はそれぞれ22.8%と33.7%、2009年の39.6%と61.8%、と明らかに減少傾向にある。

2014年のミニット調整力の利用電力量は、positiveが177GWh、negativeが184GWhで、2009年のpositive306GWh、negative1,347GWhから急減しており、前述の平均利用容量や発動回数と同じように、減少傾向が鮮明となっている。negativeの減少幅が極めて大きい点も他のデータと同じである(図7)。

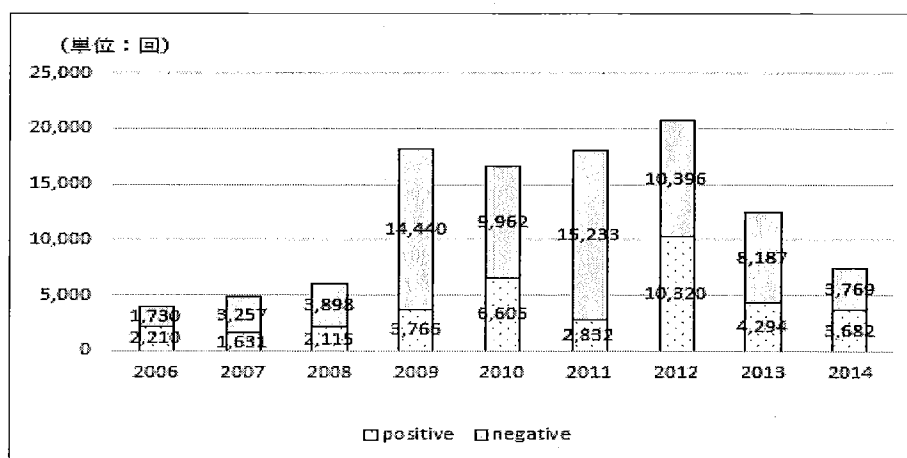
図7 ミニット調整力の利用電力量の推移



資料: monitoring report 各年度版より筆者作成

ミニット調整力の利用回数も2009年以降再エネの大量導入により一旦急激に増加したが、その後2013年、2014年になると逆に急減している（図8）。2014年の利用回数は7,451回（positive3,769回、negative3,682回）で、急激に増加する直前の2008年の6,014回レベルにまで戻っている。やはりnegativeの減少が著しい（14,440回から3,769回）。

図8 ミニット調整力の利用回数の推移



資料: monitoring report 各年度版より筆者作成

2009年から2012年までミニット調整力の利用回数が急激に増えていたのは、negativeの利用回数の増加が原因で、positiveの回数はそれほど増えていない。これは、4つのTSOすべてに共通した傾向が示されており、特定のTSOの特異的な現象ではない²⁰。

それでは、再生可能エネルギー導入が拡大しているにもかかわらず、調整力の役割が反比例するように減少しているのはなぜか。次に調整力利用の減少要因について考察する。

3. 需給調整市場及びインバランスをめぐる改革

調整力の利用減少は、TSOによる調整以前の段階で従来よりも需給調整が機能していることを示している。このような現象と関連していると考えられるのが、ドイツ政府が電力システム改革の中心に据えているelectricity market2.0である²¹。the electricity market2.0は大きく、①既存の市場の機能強化、②柔軟かつ効率的な電力供給、③追加的な電力の安定供給、3つの目標が設定されている。

20 特にnegativeの発動回数の減少が著しい。Amprionの2013年の発動回数が2,379回で、2014年には1,172まで半減している。他のTSOも同様で、50Hertz社が1840回から828回、TenneTが2,379回から1,131回、TransnetBWが1,589回から638回に急激に減少している。逆にpositiveでは減少幅は小さく、50Hertz社でむしろ増加している(741回から961回)。Bundesnetzagentur (2016c) ,p125.

21 Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2015) ,p55

たとえば、①については、市場メカニズム強化のための4つの対策が挙げられている。他国の市場では上限価格を設定する場合もあるが、ドイツのelectricity market2.0では上限価格を設定しないで、いわゆるEnergy Only Marketアプローチが採用されている。その他には、特定の市場参加者の影響力行使の監視強化、バランシンググループのインバランス削減のための対策が掲げられている。ドイツ政府は、電力市場と需給調整市場の機能強化を含めて、既存のシステムの強化で対応可能であると判断している。したがって、容量市場（Capacity Market）の設置は高コストという理由で却下された²²。

ドイツ政府は、再生可能エネルギーの導入が今後拡大するとしても、現在の電力卸市場と需給調整市場の拡大・強化によって供給の変動に十分に対応できると考えている。そのための取り組みが以下のインバランス対策であり需給調整市場の機能強化である。

(1) インバランス解消のための取り組み

実運用時に利用された需給調整力は、インバランス精算として、TSOと発電事業者と小売業者等から構成されるバランシンググループとの間で精算される。ドイツでは、実需給時のインバランス量は、15分単位でTSOが特定する。インバランス量は、ゲートクローズである30分前に、バランシンググループがTSOに報告する最終運用計画値から、実計測値を差し引いた差分で、これにインバランス価格をかけてインバランス支払額が算定される。

TSOは、提供者に実運用時に利用した需給調整能力の費用を支払い、後にその費用を計画値からの需給偏差が生じたバランシンググループから回収する。なお、ドイツでは、インバランス精算の対象となるのはセカンダリとミニット調整力に要した費用である。

インバランス発生の頻度が高まると、TSOが需給調整市場で各種調整力を調達して、最終的な需給調整機能を果たす負担が増えてしまう。このような状況を改善するために、近年各種の対策が講じられてきた。まずインセンティブの導入である。

具体的には、電力市場（前日市場と当日市場）の取引条件の改善である。ドイツでは、2011年より15分単位の短時間取引が可能となり、調整電力の入手がより容易になった²³。これによって、15分のような短い時間ならば電力を供給できる新規参入が増える。また、再生可能エネルギーによる電力供給は短時間で変動するため、15分単位の需給調整は1時間単位の調整よりも正確になるため、インバランスの発生を少なくすることができる。

次にゲートクローズの変更である²⁴。実運用時間が近づくにつれて需給予測の精度は向上する。そ

22 容量市場とは、容量（発電能力）の存在に価値を認め、一定の供給力を確保するためにインセンティブを与えるとともに、その価値を効率的に決める方法として「容量市場」が導入された。服部徹（2015）、137 ページ。ドイツ政府は、容量市場の導入について政府内外の意見を集約した結果、容量市場を創設しなくとも既存の電力卸市場の機能強化で対応できると判断した。Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014)、pp39-45。

23 Bundesnetzagentur (2016c) ,p152 又は Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014)、p21。

24 Bundesnetzagentur (2016c) ,p152。

のため、2015年7月からゲートクローズの時刻を実運用の45分前から30分前に短縮した。このようなゲートクローズと取引条件の変更は、明らかに再生可能エネルギーの導入拡大に対応した措置である。

3番目にインバランス価格の設定である。不必要に多くの需給調整力が利用されるならば、安定供給が脅かされる。そこで、ドイツ連邦ネットワーク規制庁²⁵は、2012年末にインバランスの精算方法を変更した²⁶。インバランス精算価格は、当日市場価格以上の価格での精算となり、逆に系統全体で電力が余剰の場合には、当日市場価格以下の価格での精算となる。具体的には、需給調整市場で契約されている発電容量の80%が利用される場合、バランシンググループは当日市場価格の1.5倍支払うことになる。

(2) 需給調整市場の改革

ドイツでは、2006年までは各TSOが独自に需給調整を行っていた²⁷。すなわち、各TSOは独自の入札市場で調整力を確保し、各管轄内の需給調整に用いていたが、再生可能エネルギー導入が拡大するとともに、各TSOが独自に周波数や需給調整力を確保することは、コストの面から望ましくないと、事業者や規制当局が考えるようになった。ドイツ全体で1つの需給調整力を確保する市場を設立し、必要な調整能力をその統一市場で確保する、またドイツ全体を1つの制御ブロックに近い形で運用し、確保した需給調整力をメリットオーダーに基づいて経済的に利用する、ことが望まれるようになった。そこで、2006年に全国的な需給調整市場であるregelleistungが設立され、新しい組織であるGCC (Grid Control Cooperation) が2008年に運用を開始した。4 TSO全てが加盟したのが2010年で、2012年に現在のシステムが完成した。

次に、2011年にネットワーク規制庁は需給調整市場における入札参加条件を見直した²⁸。プライマリ調整力とセカンダリ調整力の入札期間を短縮し、3つの調整力の最低入札単位を引き下げたことで、入札への参加資格が緩和された。

セカンダリ調整力に関しては、2011年6月27日に入札期間がそれまでの1か月から1週間に短縮された。同時に、入札最低規模は10MWから5 MW (取引単位は1 MW) に引き下げられた²⁹。2006年12月1日より、入札はインターネットプラットフォームでもあるregelleistung.netで実施され、入札の公募の告知と応札者には入札結果が知らされるようになった。

このような緩和策もあり、セカンダリ調整力が同時期に5社から27社、ミニッツ調整力では20社から38社に増加した³⁰。これによって需給調整市場における競争が激しくなり、価格の低下に結びつい

25 発送電分離後も送電部門は規制部門として位置づけられ、連邦ネットワーク規制庁が同部門の規制を担当している。送電料金の認可と送電網開放の監視が主な業務である。

26 Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014)、p23.

27 古澤健・岡田健司・後藤美香 (2014)、6～7ページ。

28 Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014)、p22.

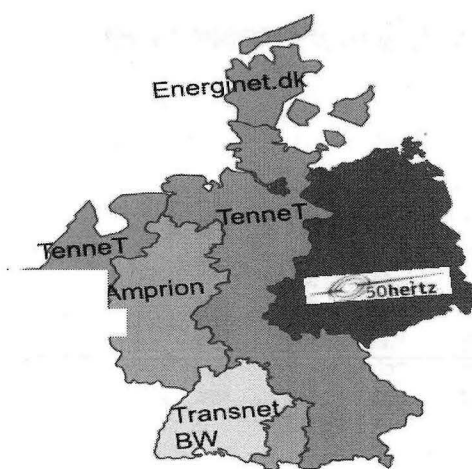
29 Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014)、p22.

30 Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014)、p22.

ている。さらに需給調整市場の機能強化策が検討されている³¹。

参考までに、4つのTSOの中でも再生可能エネルギーの比率が高い50Hertz社について確認する。50Hertz社の管区は、旧東ドイツを中心とする地域で、再生可能エネルギーの発電が盛んな地域を含む（図9）。

図9 50Hertz社及び他のTSOの管区



資料：50Hertz社の資料より

表4は50Hertz社の管内における電力消費量と再生可能エネルギーによる発電量を示している。電力消費量全体に占める再生可能エネルギーの比率は、2008年の24.2%から2014年には42%まで増加しており、ドイツ全体の比率を超えている。再生可能エネルギーの発電設備容量は11.3GWから24.9GWに倍増している。

表4 50Hertz社管轄内の再生可能エネルギーの発電量及び発電設備容量の推移

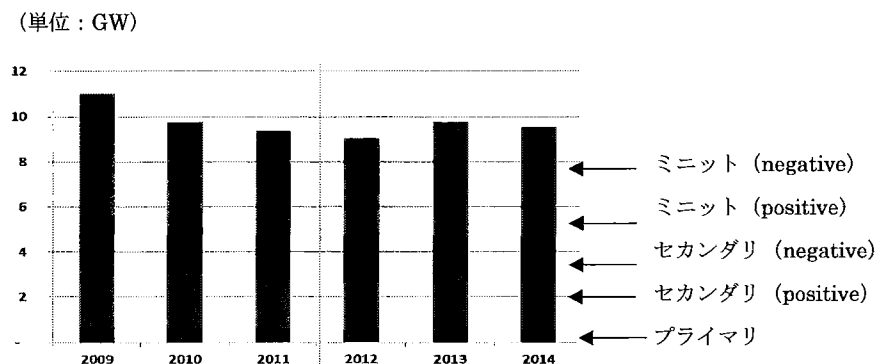
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
電力消費量 (TWh) ①	95	93	99	99	98	97	95
再生可能発電量 (TWh) ②	23	24	25	28	35	37	40
再生可能比率 (%) ②/①	24.2	25.8	25.3	28.3	35.7	38.1	42.1
再生可能発電設備容量 (GW)	11.3	14.3	15.5	18.7	22.0	23.6	24.9

資料：Elia Grid International (2016)

31 次のような項目が検討されている。①ミニット調整力の入札の取引時間単位（4時間）の短縮、②セカンダリ調整力の取引時間単位の短縮、③セカンダリ調整力の入札で獲得した容量権 (capacity right) を転売するための流通市場の創設、④シングルプライス方式への移行など。Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014)、p22.

これに対して、需給調整力の調達規模は2009年から微減し、2014年時点では10GW弱で横ばい状態である（図10）。50Hertz社の試算によれば、再生可能エネルギーの発電設備容量が2014年時点の25GW程度であれば、需給調整力は3～4GWあれば十分に対応できるという³²。50Hertz社にとって、需給調整は早急に対応が求められる優先順位の高い問題ではなく、むしろ再給電が喫緊の課題であるという。

図10 50Hertz社管区の調整力の推移



資料：Elia Grid International (2016)

また、50Hertz社によれば、これまで需給調整力の減少要因として指摘してきた電力市場における15分単位での取引への移行、ゲートクローズが45分前から30分前への変更、GCCの設立に伴う効率的な需給張力の調達、予測精度の向上、近隣諸国を含めたTSO間の協力関係の構築、等はTSOの立場からも肯定できるという。つまり、電力市場や需給調整市場の機能強化や拡充によって再生可能エネルギーの普及拡大に対応できるという。

ただし、需給調整がドイツ国内で完結するわけではない。基本的にはドイツ国内における調整で対応できるが、再生可能エネルギーの想定外の変動に対して、近隣諸国との調整が必要になるケースも存在する³³。問題は、TSO間の協力関係の有無である。これについては、聞き取り調査では緊密な協力関係なしに国境を越えた需給調整は不可能であるという³⁴。

32 2016年9月16日に実施した50Hertz社の関連会社Grid Internationalにおける聞き取り調査及びElia Grid International(2016)。

33 50Hertz社の場合、風力給電の域内重要を超える部分はやはりドイツのTSOであるTenneT区域に送電され、その一部はTenneTから国際送電線を経て、オーストリアの揚水発電所に貯水されるという。また、年間430時間程度は、風力給電の不足により、輸入が必要であるという。竹濱(2013)、62ページ。

34 聞き取り調査は、2016年9月15日に50Hertz社にて実施した。

4.まとめ

再生可能エネルギーの導入増大に伴い、需給調整や系統管理が困難になっているとの課題に対して、本論ではその現状について検討した。近年のデータから判断する限りにおいて、再生可能エネルギー導入が需給調整を困難にしているという仮説は、特別な緊急事態が発生しない限り、現時点では現実的ではない。

実際に、需給調整市場の動向を見ると、2012年までは再生可能エネルギー導入と需給調整市場での調整力の入札規模が連動するように増加していたが、2013年以降は明らかに再生可能エネルギーの増加にもかかわらず、需給調整市場でTSOが入札で確保した電力量は減少に転じるという、正反対の傾向が浮き彫りとなった。

また、実際に利用した調整力と入札で確保した調整力の比率を見ると、ほとんどの入札分は利用されていないのが現実である。つまり、TSOによる需給調整市場が通常それほどの重要性を持っていないともいえる。この点は、先行研究では全く対象とならなかった事象であり、本論で初めて本格的に分析の対象とした。この現象が定着した場合、今後も再生可能エネルギーの導入を積極的に推進しても、需給調整は容易になるであろう。それだけにこの論点は重要である。

需給調整市場よりも前の段階で需給調整が可能になったことを示しているため、前日市場あるいは当日市場でのインバランス調整が格段に進歩したものと考えられる。つまり、2010年以降に各種の政策が導入され、バランシンググループが需給の偏差を解消するために導入された支援策が功を奏しているためと考えられる。したがって、再生可能エネルギー導入の急激な増加によってTSOによる需給調整市場における調整力の調達が増えている点を問題視する考え方は、ドイツの現状を考えた場合、明らかに正確性を欠いている。

需給調整市場以前での需給調整の機能強化がTSOの調整力行使を抑制しているとはいえ、想定外の変動に対しては調整力を最大限利用しなければならず、現状では緊急の対応を迫られる場合もある³⁵。また、送電線建設の遅れによる系統混雑とその対応としての再給電増加の問題も未解決である。それだけに、ドイツは再生可能エネルギーの導入のペースに合わせて、必要とされる需給調整力を推定し、需給調整市場で確保できるように対策を講じるとともに、TSO間の一層の協力関係を構築することが望まれる。

上記のような課題は、日本国内で将来再生可能エネルギーの導入が本格化する段階において克服しなければならない課題であるだけに、今後も引き続き注目したい。

35 日食の場合のように、事前に一定程度予測できれば前日あるいは当日市場で十分に対応できる。2015年3月20日の日食のケースでは、TSOは、日食に伴う供給変動に備えるために事前にpositiveを8GW、negativeを7.3GW確保しておいた。実際には、電力卸市場で対応することができたので、需給調整市場で確保しておいた電力のうち、実際に使用されたのはpositiveで1.2GW、negativeで1.4GWであったという。

参考文献

- ・石光真 (2016) 「ドイツにおける太陽光・風力発電拡大の系統安定性への影響」、会津大学短期大学部研究紀要第73号
- ・伊勢公人 (2015) 「ドイツにおける再生可能エネルギーの開発とその課題」『海外電力』2015年3月号
- ・竹濱朝美 (2013) 「ドイツにおける風力発電の給電データ開示制度と系統運用の現状」『JWPA』(日本風力発電協会誌)
- ・服部徹 (2015) 「欧米における容量市場の設計制度の課題」諸富徹『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社
- ・古澤健・岡田健司 (2015) 「ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題」電力中央研究所調査報告Y15021
- ・古澤健・岡田健司・後藤美香 (2014) 「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題—需給調整能力の確保と費用決済—」電力中央研究所調査報告Y13018
- ・諸富徹編 (2015) 『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社
- ・Bundesnetzagentur (2016a), Integration of Variable Renewable Energy.
- ・Bundesnetzagentur (2016b), Introduction to the Federal Network Agency (BNetzA).
- ・Bundesnetzagentur (2016c), Monitoring report2015.
- ・Bundesnetzagentur (2015), Monitoring report2014.
- ・Bundesnetzagentur (2014), Monitoring report2013.
- ・Elia Grid International (2016), Renewables Integration-Congestion management and markets.
- ・Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2015), An electricity market for Germany's energy transition.
- ・Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) (2014), An Electricity Market for Germany's Energy Transition.
- ・50Hertz (2015), 50Hertz Transmission.